



LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE

UMR 5252 CNRS - UPMF

CAHIER DE RECHERCHE

N° 6

Les stratégies d'exportation de Gazprom sous la contrainte institutionnelle du marché gazier russe

Catherine Locatelli

février 2008

Les stratégies d'exportation de Gazprom sous la contrainte institutionnelle du marché gazier russe

C. Locatelli, LEPII, UPMF, CNRS, février 2008

La Russie et sa principale société gazière Gazprom, fournisseurs essentiels du marché gazier européen, figurent aujourd'hui au centre du débat sur la sécurité gazière de l'Union européenne. Divers facteurs ont mis au premier plan la question des stratégies industrielles de Gazprom et de son pouvoir de marché en Europe : les craintes évoquées sur la capacité de Gazprom à remplir ses engagements contractuels futurs en raison de l'évolution de ses capacités de production, la possible entente des principaux fournisseurs de l'UE pour former une OPEP du gaz (OPEG), les tentatives d'acquisition de sociétés européennes de la part de Gazprom. Ces questions relatives à la politique gazière de la Russie vis-à-vis de l'UE ont pour toile de fond deux évolutions importantes. D'un côté, la montée en puissance de l'Etat dans le secteur gazier et dans l'ensemble du secteur énergétique russe laisse présager une difficulté croissante pour les compagnies pétrolières internationales à accéder aux ressources en hydrocarbures de ce pays. De l'autre côté, la libéralisation du marché gazier de l'UE tend sensiblement à modifier les relations (notamment contractuelles) qu'elles avaient nouées avec ses principaux fournisseurs de gaz naturel (pour la plupart d'ailleurs extérieurs à l'UE).

L'objectif de ce papier est donc de tenter d'appréhender la manière dont la libéralisation du marché gazier européen affecte et modifie les stratégies d'un fournisseur gazier essentiel de la de l'UE, à savoir la Russie. Il s'agit d'analyser et de caractériser les différentes politiques d'adaptation (voire de sécurisation) développées par Gazprom, soit du point de vue industriel soit du point de vue commercial (plus précisément contractuel), pour faire face aux modifications institutionnelles de son principal marché d'exportation et préserver ses parts de marché.

Les politiques développées par Gazprom en matière d'exportation sont toutefois largement conditionnées par les particularités (notamment institutionnelles) de son marché intérieur tant en termes de demande ou d'offre que de prix. A moyen terme, en l'absence d'un véritable marché gazier intérieur, de fortes contraintes pèsent sur la capacité de production et donc d'exportation de Gazprom. La réalisation de la réforme des prix du gaz en interne (notamment son rythme de mise en œuvre) est au cœur de la problématique de l'industrie gazière au moins concernant deux facteurs. D'une part, elle sera une variable déterminante du rythme d'accroissement de la demande mais aussi de l'offre gazière de la Russie et par voie de conséquence de sa capacité d'exportation. D'autre part, en accroissant la rentabilité du marché intérieur de Gazprom, elle lui permettra de flexibiliser ses stratégies d'exportation. En conséquence, les « relations gazières » entre la Russie et l'UE – la sécurité gazière de celle-ci mais aussi la capacité de la Russie à exercer un réel pouvoir de marché en Europe – dépendront largement de la capacité de la Russie à réformer son marché intérieur.

I – Les nouvelles stratégies d’exportation de Gazprom face à la libéralisation du marché gazier européen

En matière gazière, les relations entre l’UE et la Russie se caractérisent par des relations d’interdépendance. Les exportations gazières russes à destination de l’Europe se sont chiffrées en 2006 à 161,5 Gm³ hors pays baltes¹ (dont 137,1 Gm³ à destination de l’EU 27). Elles représentent 23 % de l’approvisionnement gazier de l’UE27. La Russie devrait rester sur le moyen terme un fournisseur gazier majeur de l’Europe avec des exportations qui pourraient être selon le plan énergétique de long terme de la Russie (élaboré en 2003) de 200 Gm³ en 2020 (180 Gm³ en 2015 selon les récentes déclarations d’A. Medvedev²).

Ces relations gazières, forgées sous l’Union soviétique, ont pour l’essentiel été structurées par la signature de contrats de long terme (*Take or Pay*), contrats qui d’une part lient étroitement un producteur gazier avec chacun des grands monopoles d’importation des Etats de l’UE et d’autre part permettent d’organiser le partage des risques (volume et prix) entre l’acheteur et le vendeur. De manière générale, la libéralisation du marché de l’EU - accroissement de la concurrence entre fournisseurs, développement des marchés spot et des transactions de court terme - devrait augmenter l’exposition au « risque prix » et au « risque volume » des fournisseurs gaziers traditionnels de l’UE. Ces derniers face à un environnement plus incertain tentent de développer un certain nombre de stratégies d’adaptation pour sécuriser leur marché.

1.1 Les stratégies industrielles par l’acquisition d’actifs

- L’intégration vers l’aval

Pour un fournisseur, la sécurisation des parts de marché (ou des débouchés) dans un marché libéralisé passe traditionnellement par une stratégie de descente en aval sur les marchés consommateurs. Elle lui garantit, par une politique d’acquisition d’actifs dans les compagnies de transport, distribution voire les compagnies consommatrices de gaz (cas de l’électricité), de placer sa ressource sans avoir à faire face à la concurrence entre producteurs gaziers sur un marché de gros (Eikeland, 2007). En matière de prix, dans un marché de vendeur, la descente en aval permet de récupérer les marges que les vendeurs finaux dégagent en aval.

La politique d’acquisition d’actifs menée par Gazprom depuis la fin des années 1980 s’inscrit dans cette logique puisqu’elle a clairement pour objectif d’accéder aux consommateurs finaux. Gazprom affirme ainsi vouloir détenir directement 10 % du marché français ainsi que plus de 10 % du marché anglais en 2010 et 20 % en 2015. Des objectifs similaires sont établis pour l’Italie ou la République tchèque. Conçue comme une stratégie de sécurisation face aux évolutions institutionnelles de son principal marché d’exportation, elle présente quelques caractéristiques importantes.

Jusqu’au début des années 2000, cette politique industrielle s’établit sur un mode de coopération plutôt que de concurrence avec les clients européens traditionnels de Gazprom. Il s’agit de créer des *joint ventures* dans le domaine du transport, de la commercialisation ou du trading mais pour l’essentiel avec les opérateurs historiques, signataires des contrats de long terme (OMV, GDF, la SNAM, l’ENI..., cf. tableau 1)³.

Tableau 1 : Les principales joint ventures de Gazprom avec des partenaires de l'Union européenne (fin 2007)

Pays	Joint venture	% de Gazprom	Nature de la Joint venture
Allemagne	Wingas (Wintershall/BASF)	50 depuis 2007	Transport et vente
	WIEH (Wintershall/BASF)	50	Vente et marketing
Autriche	GWH (avec OMV)	50	Marketing et trading
Finlande	Gasum (Fortum, E. ON Ruhrgas)	50	Distribution
	North Transgas OY	50	Transport
France	Fragaz (GDF)	50	Distribution et trading
Grèce	Prometheus Gas	50	Marketing
Hongrie	Panrusgaz (Mol)	40	Marketing et distribution
	Borsodchem	25	Production pétrochimie
	DKG-EAST Co. Inc	38	Marketing et trading
Italie	Promgaz (SNAM, Edison)	50	Marketing et distribution
Pologne	EuroPolGaz (PGNiG)	48	Transport (gazoduc Iamal-Europe)
	Gaz Trading (PGNiG)	16	Marketing et trading, gaz et GNL
République tchèque	Gas-Invest	37,5	Marketing, distribution et trading
	Vemex	33	Négoce
Slovaquie	Slovrusgaz (E.ON)	50	Transport et marketing
Suisse	WIEE (Wintershall)	50	Marketing

Par rapport à ce schéma classique, d'autres logiques organisationnelles se développent depuis le début des années 2000. Elles consistent en la création de filiales de marketing dans certains pays européens⁴ et/ou en des prises de participation (minoritaires ou majoritaires) dans des compagnies locales (cf. tableau 2). Ces dernières restent limitées à ce jour, à l'exception des pays d'Europe centrale et orientale, des pays baltes (et de la CEI). Mais développées sur grande échelle, ces politiques industrielles seraient susceptibles de déstabiliser les relations jusque-là établies entre Gazprom et ses clients traditionnels dans la mesure où elles introduiraient un certain degré de concurrence avec les opérateurs historiques, clients traditionnels de la société gazière russe. Elles sont par ailleurs souvent perçues comme menaçant la sécurité énergétique de l'Europe, notamment en raison du poids de l'Etat dans le capital de Gazprom (51 %)⁵. Toutefois, la volonté de la Commission de mettre en place, dans une troisième directive gaz, un *unbundling* patrimonial qui interdirait de fait l'intégration vers l'aval des fournisseurs gaziers, pourrait remettre en cause de telles stratégies et bouleverser les équilibres établis.

Tableau 2 : Les principales prises de participation de Gazprom avec des partenaires de l'Union européenne et ses principales filiales dans l'UE (fin 2007)

Pays	Société
Autriche	Au travers d'une filiale commune GWH et Centrex (détenu à 25 % par Gazprom), la société russe commercialisera directement du gaz
Hongrie	Prise de participation dans E.ON Foldag Storage et E.ON Foldaz et dans les fournisseurs régionaux de gaz et d'électricité aux termes d'un accord avec E.ON concernant ses actifs dans la société MOL
Italie	Possibilité d'une prise de participation de 10 % dans ENIpower avec vente directe de gaz en production d'électricité
Royaume-Uni	Prise de participation dans la société de distribution Pennine Natural Gas (PNG)
	Acquisition du transporteur NGSS (Natural Gas Shipping Services)
	Gazprom Marketing and Trading, filiale de Gazprom pour commercialiser directement du gaz russe au Royaume-Uni
Estonie	Prise de participation (37,5 %) dans la société de Marketing, transport, Eesti Gaas
Lettonie	Prise de participation (34 %) dans la société de Marketing, distribution, Latvijas Gaze
Lituanie	Prise de participation (30 %) dans la compagnie de Transport, distribution Stella Vitae
	Prise de participation (37 %) dans la compagnie de Marketing, transport Lietuvos Dujos

Source : Locatelli, C. (2007).

- La multiplication et la sécurisation des réseaux d'exportation vers l'Europe

Cette stratégie d'intégration vers l'aval s'accompagne d'une politique d'accroissement des capacités de transport qui répond à deux logiques principales : la multiplication et la sécurisation des réseaux d'exportation vers l'Europe. Les capacités de transport de la Russie vers l'Europe sont aujourd'hui de l'ordre de 145 Gm³, réparties entre deux principales voies d'exportation, l'une par l'Ukraine et l'autre par la Biélorussie (le gazoduc « Yamal I »). A cela s'ajoute le « Blue Stream » sous la mer Noire d'une capacité de 16 Gm³. L'accroissement et la sécurisation des voies d'exportation passent par deux projets principaux, le NordStream et le SouthStream. Le premier, le plus avancé, devrait être opérationnel en 2010. Résultant d'un accord signé en 2005 entre Gazprom, BASF et E.ON⁶, il sera le premier gazoduc russe à ne traverser aucun pays de transit puisque à destination de l'Allemagne, il passera sous la mer Baltique. Le South Stream, projet encore embryonnaire⁷, d'une capacité envisagée de 30 Gm³ devrait permettre à partir de 2011 d'approvisionner directement la Bulgarie en gaz russe. A partir de là, il se diviserait en deux branches, l'une vers la Roumanie, la Hongrie et la Slovaquie, l'autre vers la Grèce puis le sud de l'Italie⁸. Ce dispositif à destination de l'Europe se complète par des prises de participation dans les deux interconnecteurs avec pour objectif explicite d'atteindre le marché anglais⁹. Gazprom pourrait également prendre une participation dans le hub gazier de Baumgarten en Autriche¹⁰.

Compte tenu des situations (souvent conflictuelles) héritées de l'Union soviétique, la politique de sécurisation des voies d'exportation passe également par des tentatives de prise de participation de la part de Gazprom dans les réseaux existants en CEI. La société gazière a, ainsi, cherché à négocier l'annulation des dettes gazières des compagnies ukrainienne et biélorusse contre une participation majoritaire dans les sociétés de gazoduc. Ces tentatives ont échoué avec l'Ukraine mais ont eu un certain succès avec la Biélorussie en 2007.

1.2 Les stratégies commerciales : quel portefeuille contractuel ?

Le deuxième grand volet de la stratégie de la société gazière russe est relatif à la définition de son portefeuille contractuel. D'une part, la libéralisation du marché gazier européen offre pour les fournisseurs de nouvelles options de commercialisation du gaz (en particulier les ventes sur les marchés spot, les ventes de court terme...). D'autre part, elle induit des modifications dans les contrats de long terme concernant leur durée¹¹, la suppression (clause de destination finale) ou la modification (formule d'indexation des prix¹²) de certaines clauses importantes (comme la clause de destination finale), leur assouplissement afin d'introduire plus de flexibilité dans les enlèvements (clause *Take or Pay*) (Chevalier, Percebois, 2007).

Se pose dès lors à Gazprom le dilemme traditionnel de tout fournisseur gazier de l'arbitrage à opérer entre les volumes et les prix. Ainsi, une politique de conquête de parts de marché par des ventes spot et des ventes de court terme, pratiquée sur grande échelle, serait susceptible de tirer les prix à la baisse. Par ailleurs, les conditions internes du marché gazier russe avec des prix n'assurant qu'une faible rentabilité à la société gazière justifient l'attachement de Gazprom à la signature de contrats de long terme. Ceux-ci sont nécessaires pour assurer le financement des investissements considérables qui seront nécessaires au développement de nouvelles zones de production. Ils garantissent à Gazprom un débouché rentable sur le marché européen alors qu'en l'absence de ces débouchés, les bas prix du gaz en Russie ne justifieraient pas du point de vue économique la mise en production de gisements aux coûts de production sensiblement plus élevés que par le passé.

Face à de tels enjeux, Gazprom peut ponctuellement intervenir sur les marchés spot comme il l'a fait en Angleterre à diverses occasions pour profiter de prix plus élevés que les prix contractuels. Dans ce cas spécifique, il s'agit d'un « nouveau » marché avec lequel Gazprom n'est lié par aucun contrat de long terme (éliminant ainsi toute forme de concurrence). Hormis quelques cas particuliers, il entend pour l'essentiel continuer à organiser ses ventes à l'Europe au travers de contrats de long terme. Les récents accords signés avec GDF, E.ON-Ruhrigas, ENI, OMV et RWE Transgas, pour ne citer que quelques exemples, le démontrent (cf. tableau 3).

Tableau 3 : Principaux contrats de long terme signés entre Gazprom et les opérateurs gaziers européens entre 2005 et 2007

Pays	Société	Durée du contrat (signature)	Quantités	Prolongation/nouveau contrat	Remarques
Allemagne	E.ON-Ruhrigas (1)	2011-2036 (2006)	100 Gm ³	Nouveau	Par le Nord Stream
Allemagne	E.ON-Ruhrigas (1)	2020-2035 ? (2006)	300 Gm ³	Prolongation	
Allemagne	E.ON	2009-2020		Prolongation	

		(2005)			
Allemagne	WIEH	2014-2031 (2006)	90 Gm ³	Prolongation	
Autriche	OMV (1)	2012-2027 (2006)	7,5 Gm ³ /an	Prolongation	25 % commercialisé par 2 sociétés Centrex et GWh contrôlées respectivement à 50% et 100 % par des intérêts russes
Bulgarie	Bulgargaz (1)	2011-2030 (2006)	3 Gm ³ /an	Nouveau	
Danemark	Dong	2011-2030 (2006)	1 Gm ³ /an	Nouveau	Par le Nord Stream
Italie	ENI (1)	2017-2035 (2006)	22 Gm ³ /an	Prolongation	En parallèle, ENI a cédé 3 Gm ³ / an à Gazprom pour vendre directement sur le marché italien (2)
France	GDF (1)	2017-2030 (2006)	12 Gm ³ /an	Prolongation	A partir de 2010 viendra s'ajouter un volume complémentaire de 2,5 Gm ³ /an (NordStream). Gazprom pourra vendre directement sur le marché 1,5 Gm ³ /an.
République tchèque	RWE Transgaz (1)	2014-2035 (2006)	9 Gm ³ /an	Prolongation	
République tchèque	Vemex	2008-2012 (2007)	0,55 Gm ³ /an	Nouveau	Possibilité d'extension sur 5 ans. (Vemex, société de commercialisation détenue à 33 % par Gazprom)
Roumanie	WIEH	2012-2030 (2005)	4,5 Gm ³ /an	Prolongation	

Notes (1) : opérateur historique ; (2) : Les accords signés cherchent à définir un partenariat d'échanges d'actifs avec Gazprom : participations de 10 % dans ENIPower en échange de parts dans un gisement de gaz et création d'une société de commercialisation commune contre une part dans un gisement de gaz.

Sources : Tonjes., De Jong (2007) ; Finon, Locatelli (2006) ; "Gazprom starts to compete against its own long-term contracted supplies in the Czech downstream market", Gas Matters, novembre-décembre 2007, p. 24-25.

1.3 Quelques limites à la définition d'une nouvelle stratégie gazière

La stratégie de descente en aval de Gazprom peut rencontrer toutefois un certain nombre de limites et de contraintes. Tout au moins, elle pose un dilemme particulier à la société gazière dans la mesure où, développée sur grande échelle, elle est susceptible de mettre en cause ses relations contractuelles avec les clients historiques des marchés européens. La question de la concurrence entre les contrats de long terme et les ventes directes est donc un enjeu crucial, comme l'est celui de l'équilibre à trouver entre les différentes formes contractuelles afin de ne pas déstabiliser les relations avec ses clients historiques. Si l'on prend le cas français, Gazprom peut difficilement vouloir d'un côté maintenir voire augmenter, les volumes contractualisés dans les contrats TOP et de l'autre côté prétendre à détenir directement 10 % du marché français, sauf à faire l'hypothèse d'une forte croissance de la demande (soit un marché de vendeurs). De la même manière, le contrat de moyen terme signé avec Vemex, société de commercialisation du gaz détenue à 33 % par Gazprom, pose la même question pour le contrat de long terme signé avec RWE Transgas, l'ancien monopole d'importation de gaz de la République tchèque.

De ce point de vue, l'accord signé en 2006 entre Gazprom et GDF apporte quelques éclairages et éléments d'interprétation. Celui-ci permettra en particulier à Gazprom de vendre directement sur le marché français 1,5 Gm³/an (que GDF devrait lui rétrocéder). En raison des quantités en jeu, un tel accord ne semble pas porteur de conséquences très importantes en terme de concurrence. Même s'il s'agit d'une quantité non négligeable (10,3 % par rapport à l'*off-take* de Gazprom), celle-ci ne représente qu'un faible pourcentage (2,3 %) de l'ensemble des ventes de GDF sur le marché français (environ 66 Gm³). Il semble donc peu probable que cette stratégie soit susceptible de déstabiliser les contrats passés avec GDF. La même conclusion peut être tirée pour l'accord signé avec la République tchèque¹³.

Au regard de l'importance accordée par Gazprom aux contrats de long terme avec ses partenaires historiques et des évolutions contractuelles récentes, il nous apparaît que la stratégie de descente en aval de Gazprom ne peut rester que limitée, à la marge. Seules des prises de participation dans les opérateurs historiques permettraient à notre sens une politique d'intégration vers l'aval de grande ampleur sans pour autant remettre en cause les relations contractuelles existantes. Une telle évolution, nous l'avons déjà mentionné, apparaît dans le contexte actuel difficilement acceptable pour les Etats de l'Union européenne, exception faite peut être du cas particulier des pays d'Europe centrale et orientale et de certains pays de l'ex Union soviétique. Gazprom a pu ainsi participer aux processus de privatisation des entreprises énergétiques notamment dans les pays baltes, en Bulgarie, en Roumanie (mais là aussi de fortes résistances se sont à maintes occasions exprimées¹⁴).

- Accès aux ressources contre échange d'actifs dans l'aval ?

On ne peut guère imaginer qu'une telle stratégie puisse massivement se développer sans une ouverture conséquente de l'amont gazier russe aux compagnies européennes. Du côté russe, Gazprom a plusieurs fois démontré sa volonté de lier l'accès à ses ressources gazières à l'ouverture de l'aval gazier européen dans le cadre de partenariats bilatéraux. L'accord signé avec BASF serait de ce point de vue la première mise en œuvre d'une telle problématique (cf. encadré 2). Du côté de l'UE, l'ouverture du secteur gazier de ses fournisseurs – notamment la Russie – aux investisseurs étrangers est une variable importante de sa politique énergétique dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'énergie. La charte de l'énergie (voire par certains aspects les discussions sur l'accession de la Russie à l'OMC¹⁵) en est l'expression.

Encadré 2 : L'accord BASF – Gazprom

Le contrat signé en 2007 entre BASF et Gazprom porte sur l'ensemble de la chaîne gazière puisqu'il couvre les activités d'exploration-production (en Russie), de transport et de distribution (en Allemagne et dans certains pays européens). Le contrat prévoit que Wintershall (filiale de BASF) reçoive 25 % moins une action dans la société russe Severneftegazprom qui développe le gisement gazier Yuzhno-Russkoye (dont la capacité de production devrait atteindre 25 Gm³ en 2009). En échange, Gazprom accroîtrait sa part dans Wingas de 35 à 50 % moins une action. Par ailleurs, une joint venture 50/50 entre Gazprom et BASF, dénommée Wingas Europe, devrait être créée pour commercialiser le gaz en Europe.

Sources : Pétrostratégies, 9 novembre 2007 ; "Gaz : le tandem Gazprom-Wintershall se dirige vers des ventes de gaz de 50 Gm³/an en Europe", Pétrostratégies, 9 avril 2007.

Reste peut-être le malentendu et les controverses entre les deux parties sur le degré d'ouverture de l'amont gazier russe et sur celui de l'aval européen. Il est clair aujourd'hui que l'on est plutôt dans une phase de contrôle étroit par l'Etat russe de ses ressources pétrolières et gazières. Si l'on ne peut parler de fermeture totale du territoire russe, on s'oriente vers des négociations au cas par cas avec les plus hautes autorités du Kremlin, comme l'illustre l'accord signé entre Gazprom, Total et StatoilHydro sur le développement du gisement de Shotkman. Ce dernier témoigne d'ailleurs des incompréhensions et ambiguïtés qui peuvent perdurer. Gazprom dit rester propriétaire à 100 % des réserves et de la production de gaz naturel de Shotkman alors que Total affirme être en mesure de pouvoir détenir une partie des réserves¹⁶.

1.4 La stratégie de diversification des exportations : une réponse crédible à la libéralisation du marché européen ?

Les évolutions institutionnelles du marché gazier européen sont une incitation pour la société russe à tenter de développer une politique de diversification de ses exportations en premier lieu vers les marchés asiatiques mais également vers les Etats-Unis au travers d'une filière GNL. Sur le long terme, la perspective de mise en concurrence des marchés européens et asiatiques pour le gaz russe est une hypothèse réaliste. Mais à court terme, ce choix peut difficilement être pour la Russie une réponse crédible aux incertitudes ouvertes par la libéralisation du marché gazier de l'UE.

Les exportations à destination de l'Asie pourraient être assurées selon deux voies principales¹⁷. La première consisterait à approvisionner la Chine à partir du développement des gisements de Sibérie orientale et selon une séquence qui verrait en premier lieu la mise en production du gisement de Kovytko dans la région d'Irkoutsk, puis dans un deuxième temps ceux plus éloignés de la république de Sakha (Chayandiskoye, Talakan). Dans ce cas, les zones destinées à approvisionner l'Asie seraient relativement différenciées de celles destinées à alimenter l'Europe (Sibérie occidentale). Seule la deuxième option déboucherait sur une véritable concurrence entre l'Europe et l'Asie puisque le projet « Altai » permettrait de fournir les marchés asiatiques à partir des gisements de Sibérie occidentale¹⁸.

De nombreuses contraintes rendent dans l'immédiat cette diversification difficile. Les réserves ne sont pas en cause, en dépit d'incertitudes sur leur montant par manque d'exploration dans cette région¹⁹. Mais en revanche, elle suppose la réalisation de gazoducs sur très longue distance (en particulier dans le cas de la Sibérie occidentale) et donc des engagements financiers considérables. La principale limite se trouve cependant du côté de la Chine et du prix qu'elle est prête à payer pour les importations gazières en provenance de Russie. Elle hésite ainsi à s'engager dans des contrats de long terme qui la lierait en termes de volume contractualisé mais aussi de prix (formule d'indexation des prix). Les prix intérieurs chinois, bien qu'ayant subi d'importantes augmentations ces dernières années, ne permettent pas d'envisager des prix à l'import comparables à ceux des marchés européens²⁰. Ces derniers restent les plus rentables au moins à court terme pour la société gazière russe. Enfin demeure l'inconnue institutionnelle « Gazprom ». Détenteur du monopole d'exportation du gaz mais aussi coordinateur du développement gazier de la Sibérie orientale, il n'est à ce jour que peu impliqué dans la mise en valeur de cette zone,

les licences de développement des principaux gisements gaziers étant aux mains des compagnies pétrolières russes. On voit cependant mal un développement de grande ampleur de cette région sans une implication plus importante de la société gazière. Son entrée dans le consortium de Sakhaline II ainsi que le rachat des parts de TNK-BP dans la société détentrice de la licence de Kovytko ouvrent peut-être la voie à une nouvelle évolution.

II – Des stratégies d’exportation sous contrainte du marché intérieur

Les évolutions institutionnelles du marché gazier de l’UE imposent des stratégies d’adaptation de la part de Gazprom en matière d’exportations vers l’Europe. Ces dernières sont cependant dépendantes voire à l’avenir contraintes par les caractéristiques du marché intérieur russe. En dépit ces dernières années de changements en profondeur, celui-ci s’apparente encore difficilement à un véritable marché au sens où l’offre et la demande seraient régulées par les évolutions de prix. La gestion d’une large partie de ce marché par les outils classiques de l’économie planifiée, à savoir les quotas de consommation et non les prix, rend l’évaluation de l’offre et de la demande gazière russes particulièrement difficile et aléatoire. Leurs évolutions au même titre que celles des prix constituent pourtant les principales inconnues de la capacité d’exportation de la Russie à moyen terme.

2.1 Les incertitudes sur l’évolution de la production gazière

Le constat – effectué d’abord par V. Milov et relayé par l’Agence internationale de l’énergie puis par l’Union européenne – selon lequel la Russie dès 2010 ne serait plus en mesure à la fois d’assurer ses engagements contractuels et de satisfaire sa demande interne, a ouvert le débat sur les perspectives de croissance de la production gazière dans les dix prochaines années. A cette date (Milov, 2005), le déficit gazier russe serait de l’ordre de 132 Gm³, ce que tendrait à confirmer l’étude du *Centre For European Policy Studies* qui avance le chiffre de 126 Gm³ en 2010 (Riley, 2006). Certaines des hypothèses retenues peuvent cependant être discutées. Ce déficit est obtenu à partir d’un volume d’exportation de 312 Gm³ dont 200 Gm³ à destination de l’Europe et 112 Gm³ à destination de la CEI (alors que les niveaux de production de la Russie ne sont pas très éloignés des prévisions officielles). Ce volume d’exportation apparaît considérable puisqu’il est supérieur aux perspectives d’exportation affichées par les autorités russes pour 2020 dans le plan énergétique de long terme. Celles-ci envisagent pour 2010 un niveau d’exportation maximum (toutes zones confondues) de 225 Gm³ et en 2020 des exportations vers l’Europe qui même dans un scénario optimiste ne dépasseraient pas les 210 Gm³. Ces niveaux d’exportation correspondent à une production gazière qui varierait en 2010 entre 560 et 665 Gm³ selon les scénarios considérés et entre 610 et 730 Gm³ en 2020 (cf. tableau 3). Le Schéma général pour le développement du secteur gazier à l’horizon 2030, élaboré par Gazprom et en discussion depuis 2005, table quant à lui sur une production gazière variant entre 683 et 710 Gm³ en 2010.

Tableau 3 : Les scénarios de production gazière de la Russie

			2010	2015	2020	2030
Sagen, Tsygankova, 2006	Scénario pessimiste	Gazprom	-	500	-	-
		Total	-	580	-	-
	Scénario modéré	Gazprom	-	540	-	-
		Total	-	660	-	-
	Scénario optimiste	Gazprom	-	580	-	-
		Total	-	740	-	-
Victor, Jaffe,		Total	712,4	804,8	1013,7	-

Hayes, 2006						
Plan énergétique de long terme, 2003	Scénario pessimiste	Gazprom	-	-	-	-
		Total	555-560	-	610	-
	Scénario modéré	Gazprom	530	540	530	-
		Total	635	660	680	-
	Scénario optimiste	Gazprom	550	570	590	-
		Total	665	705	710-730	-
Schéma Général pour le Développement du Secteur Gazier, 2007	Minimum	Gazprom	546	-	-	595
		Total	683	-	-	789
	Maximum	Gazprom	556	-	-	656
		Total	710	-	-	922
Renaissance Capital, 2004		Gazprom	581	-	-	-
		Total	776	-	-	-
Milov, 2005		Gazprom	550	-	-	-
		Total	640 (2)	-	-	-
WEO, 2004		Total	-	-	800	-
DOE, 2004			697	767	840	985

(1) Hors production de la Sibérie orientale et de l'Extrême Orient

(2) Hors approvisionnement d'Asie centrale

Sources : World Energy Outlook 2004, AIE 2004, p. 292 ; "Russia's gas supply commitments - Is there enough for everyone", Gas Matters, July 2007, p. 21 ; Sagen, Tsygankova (2006) ; Milov (2005) ; Victor, et al. (2006).

Si l'on peut s'interroger sur certaines variables, il n'en demeure pas moins qu'à moyen terme, Gazprom n'envisage pas d'augmenter massivement sa production, l'essentiel de la hausse de la production gazière russe étant le fait des indépendants et des compagnies pétrolières russes. Si l'on s'en réfère à ses propres évaluations, la production de la société gazière devrait se stabiliser jusqu'en 2010 (de l'ordre de 550-560 Gm³). Ce n'est qu'à partir de 2015 qu'elle augmenterait significativement pour atteindre 580-590 Gm³ en 2020 et 610-630 Gm³ en 2030²¹. L'attentisme dont fait preuve la compagnie dans sa stratégie d'investissement pour le renouvellement des gisements existants est au cœur des débats actuels. Jusqu'en 2009-2010, les principaux gisements satellites (notamment Zapolarnoye, Pestovoye, Tarkosalinskoye) des trois super géants, Medevhze, Urengoy et Yamburg, arrivés à maturités, permettront de compenser le déclin de production de ces derniers. Au-delà de cette date, les scénarios sont plus incertains.

Si Gazprom veut maintenir son niveau de production actuel, il lui faudra ajouter 70 Gm³ de nouvelles capacités de production d'ici 2015 et 180 Gm³ d'ici 2020. Les grands gisements de la province de Yamal²² (Bovanenko, Kharesavey, Kruzenshtern étant le premier groupe de gisements à entrer en production), de la mer de Barents (Shtokman) et de la Sibérie orientale sont en mesure d'assurer la croissance de la production gazière compte tenu de l'importance de leurs réserves. Reste les indécisions de Gazprom dans sa stratégie d'investissements quant aux zones à développer en priorité. Les choix peuvent se résumer de la manière suivante. Il s'agirait de développer en premier lieu soit la province de Yamal (avec une production éventuelle de 250 m³) soit le gisement offshore Shotkman qui pourrait atteindre une production maximum de 94 Gm³. Enfin une troisième solution, moins souvent envisagée mais tout de même évoquée, serait d'exploiter d'abord les gisements de la Baie de l'Ob et de Taz dans la mer de Kara²³. Officiellement, le développement du gisement de Bovanenko (province de Yamal) reste l'objectif prioritaire de Gazprom avec une production de 7,9 Gm³ dès 2011.

Toutefois, les développements sur Shokman avec la signature d'un accord entre Gazprom, Total et StatoilHydro et une production de gaz naturel attendue pour 2010 et de GNL pour 2014 tendraient à démontrer que les options restent encore ouvertes et les choix non encore définitifs en dépit d'un laps de temps très court. Pour certains observateurs, Bovanenko reste cependant sur le court terme une option plus crédible que Shokman²⁴.

Ces retards reflètent l'environnement d'incertitude auquel est confrontée la société gazière dans ses prises de décision en matière d'investissements. Ces incertitudes portent sur son principal marché d'exportation, l'Union européenne, mais aussi sur son marché intérieur. Si certaines évolutions se concrétisaient, elles seraient en mesure de remettre en cause la nécessité d'augmenter de manière significative la production gazière russe. Du côté du marché européen, l'objectif poursuivi au travers de la libéralisation est bien de créer la concurrence entre plusieurs fournisseurs et donc implicitement de diversifier les approvisionnements gaziers de l'UE. A ce titre, Gazprom peut donc considérer que ses débouchés à l'export sont moins stables, si ce n'est moins certains, et selon des formes contractuelles avec les importateurs susceptibles d'évoluer vers des engagements de plus court terme. Dans un tel contexte, se pose pour les fournisseurs la question de la nécessité de faire croître fortement leur production. On peut pousser le raisonnement plus loin. Dans un marché libéralisé, la société gazière pourrait envisager d'exercer un pouvoir de marché par le contrôle des quantités qui faciliterait le maintien de prix élevés dans les ventes spot et les nouveaux contrats (Finon, 2007). Son attachement aux contrats de long terme justifié en grande partie par son incapacité à dégager une rentabilité suffisante sur son marché intérieur mais aussi la lenteur de la libéralisation du marché gazier de l'UE ne justifient pas pour l'heure une telle interprétation²⁵. Mais demeure pour Gazprom l'incertitude des débouchés générée par la libéralisation. Celle-ci se prolonge sur son marché intérieur avec des interrogations majeures quant aux conséquences d'une réforme de grande ampleur des prix du gaz.

2.2 La réforme des prix au cœur de la problématique gazière de la Russie

Le rythme, l'importance de l'accroissement des prix mais aussi la manière dont la réforme va être menée (son design avec un double ou plusieurs marchés) vont déterminer les évolutions de la demande et de l'offre gazières russes, et par conséquent la capacité d'exportation de ce pays. Rappelons-le, le marché gazier russe reste, en dépit des réformes économiques entreprises depuis 1991, caractérisé par des prix bas assortis de subventions croisées et une structure des prix énergétiques où celui du gaz naturel reste inférieur à celui du charbon. En 2006, les prix intérieurs de gros aux consommateurs industriels régulés ont été en moyenne de 44\$/1 000 m³. Le secteur résidentiel se caractérise par des prix beaucoup plus bas en raison de fortes subventions croisées résidentiel-industriel résultant des pratiques de l'économie planifiée. A titre de comparaison, le prix à l'export sur le marché européen s'est établi à une moyenne de 240 \$/1000 m³ en 2006. En raison de ces bas prix, la rentabilité de Gazprom sur son marché intérieur s'avère extrêmement faible alors qu'il réalise en interne l'essentiel de ses ventes. Sur une production de 656 Gm³ en 2006, 68,7 % soit 451 Gm³ ont été destinés à satisfaire la demande gazière russe²⁶. 30 % de cette consommation va au secteur industriel et 39 % au secteur électrique²⁷. La plus grande partie de la demande gazière est couverte par la production de Gazprom mais la contribution des « indépendants » et des compagnies pétrolières russes à la satisfaction des besoins gaziers internes est croissante. Ces deux catégories d'acteurs ont produit en 2006 61 Gm³ de gaz naturel pour l'essentiel écoulé sur le marché intérieur russe en raison du monopole d'exportation conféré à Gazprom. Dans un environnement où les prix n'ont que peu de signification, le marché gazier russe est

principalement géré par la pratique de quotas de consommation et donc dans ses grandes lignes par un principe de rationnement (cf. Encadré 3). Dans ces conditions, l'offre gazière doit s'adapter à une demande qui, sans augmentations massives de prix, ne peut qu'augmenter fortement dans une phase de croissance économique importante. Selon le ministère de l'économie et des finances, la demande gazière russe devrait augmenter de 20 % d'ici 2010.

Encadré 3 : La gestion par les quantités du marché gazier russe

Les quotas, définis pour gérer le marché du gaz naturel en Russie ; sont pour l'essentiel négociés entre Gazprom et les grandes catégories de consommateurs de gaz, sans que des règles (notamment contractuelles) soient clairement établies (1). La compagnie détermine chaque année la quantité de gaz qui sera, aux prix administrés en vigueur, allouée à chaque catégorie de consommateurs.

Si l'essentiel des ventes aux consommateurs résidentiels se fait à un prix régulé (des contrats de long terme avec les compagnies locales de distribution sont possibles), il n'en est plus de même pour le secteur industriel. Ainsi, à côté de ce marché régulé, se développe un secteur dérégulé, même s'il reste encore largement sous le contrôle de Gazprom. Au-delà des quotas de consommation établis, chaque industriel (il en est de même pour le secteur électrique) peut se fournir sur un marché dit « libre » à des prix non régulés. Ce marché est majoritairement approvisionné par les producteurs gaziers indépendants, les compagnies pétrolières russes, voire également par Gazprom (mais sur des quantités marginales). On a ainsi :

- les ventes des producteurs indépendants et des compagnies pétrolières à des prix librement négociés (soit 10 à 20 % de plus par rapport aux prix régulés) ;
- les ventes de Gazprom (5 Gm³) et des producteurs indépendants (5 Gm³) sur une bourse d'échanges ;
- les ventes de Gazprom depuis mai 2007 à des prix négociés de manière bilatérale avec les compagnies du secteur électrique qui demandent des volumes supérieurs aux quotas négociés dans la balance gazière de 2007 et pour les nouveaux consommateurs. Près de 11 Gm³ pourraient être vendus sur cette base en 2008 (2).

La définition des quotas de consommation fait l'objet d'arbitrages difficiles et complexes notamment avec les autorités publiques. Ils sont fonction d'enjeux sociaux importants mais aussi des politiques industrielles que l'Etat russe entend mettre en œuvre. De ce point de vue les bas prix de l'énergie permettent à certaines industries russes fortes consommatrices d'énergie de détenir un avantage comparatif à l'export.

Notes : (1) Ahrend, Tompson (2004) ; (2) "Russia starts to reform its internal gas market", Gas Matters, octobre 2007, p. 13-17.

Les augmentations de prix progressives envisagées par les autorités russes, si elles sont réellement appliquées, seraient susceptibles de changer profondément ces logiques. L'objectif serait que les prix intérieurs russes soient à parité (déduction faite des accises, taxes d'exportation et coût de transport) avec les prix européens à partir de 2011 pour le secteur industriel, et à partir de 2013 pour le secteur résidentiel. Le calendrier des augmentations pour le gaz régulé adopté le 30 novembre 2006 prévoit ainsi une augmentation de 15 % en 2007 et de 25 % en 2008. En 2009, les prix pourraient enregistrer par deux fois une hausse de 13 % et en 2010 une hausse de 13 puis de 12 %. Il reste toutefois difficile de dire précisément ce que seront en termes absolus les prix de 2011, et ce d'autant plus qu'une telle logique d'alignement sur les prix européens induirait des augmentations considérables compte tenu de l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole dans les formules de prix des contrats de long terme.

Du côté de la demande, de telles évolutions de prix devraient fournir les incitations économiques nécessaires pour orienter les comportements des consommateurs vers une rationalisation de leur consommation gazière et par voie de conséquence ralentir le rythme de croissance de la demande. Le plan énergétique de long terme de la Russie prévoit déjà une augmentation relativement modérée de la demande de gaz naturel d'ici 2020 avec en moyenne un taux de croissance de 1,3 % par an²⁸. Dans cette configuration, la Russie pourrait satisfaire ses besoins intérieurs tout en honorant ses engagements contractuels sans hausses massives de sa production gazière.

Du côté de l'offre, des augmentations importantes des prix en interne seraient susceptibles d'inciter les producteurs indépendants (tel Novatek, Northgaz) et les compagnies pétrolières russes (Surgutneftegaz, Rosneft, TNK-BP et Lukoil) à produire plus de gaz qu'actuellement. A l'heure actuelle, en raison des bas prix en interne et de leur impossibilité d'exporter sur le marché européen (monopole de Gazprom), ces acteurs tendent à limiter leur production qui représente en 2006 16 % de la production russe²⁹. Dans ces conditions, à moyen terme, le développement sur grande échelle de provinces aux réserves aussi importantes que celles de Yamal pourrait donc ne pas être justifié sous peine d'engendrer un surplus gazier conséquent.

- En l'absence d'augmentations de prix, quelles marges de manœuvre pour Gazprom ?

Dans tous les cas de figure, le développement des gisements gaziers de la province de Yamal, aux coûts de production sans doute beaucoup plus importants que ceux de Sibérie occidentale, nécessitera un accroissement conséquent des prix gaziers en interne. Sans hausses de prix majeures, il est peu probable que Gazprom puisse rentabiliser de tels investissements. Par conséquent, même pour satisfaire une demande gazière croissante en interne, la mise en production de tels types de gisement ne se justifie pas d'un point de vue économique. Dans une telle configuration, Gazprom dispose de deux variables d'ajustement. La première consiste à s'assurer de la disponibilité d'une partie importante du gaz d'Asie centrale (Turkménistan, Kazakhstan), en complément de la production gazière russe. La Russie a pour 2008 contractualisé 50 Gm³ de gaz turkmène à un prix de 100 \$/1000 m³. Selon l'accord passé en 2003 avec le président turkmène, d'ici 2010, ces livraisons pourraient être supérieures à 80 Gm³ et ce jusqu'en 2028. Cette logique devrait s'affirmer plus nettement avec les accords signés entre la Russie, le Kazakhstan et le Turkménistan pour d'une part la réhabilitation du réseau de gazoducs entre le Turkménistan et la Russie via l'Ouzbékistan et le Kazakhstan, d'autre part la construction d'une nouvelle ligne, d'une capacité de 30 Gm³, parallèle à celle-ci, et enfin la réhabilitation du « Central Asian Center Line³⁰ ».

La deuxième variable d'ajustement résulte de la logique d'organisation du marché gazier russe. On peut ainsi faire l'hypothèse que dans un cadre de prix bas (inférieurs au coût marginal par exemple), Gazprom tente de minimiser ses ventes (Sagen, Tsygankova, 2006) et laisse les producteurs indépendants faire l'appoint sur des marchés parallèles afin de réallouer une partie de ses ventes internes à l'export. La configuration organisationnelle du marché gazier russe rend réaliste cette hypothèse d'ajustement par les quantités. La pratique des quotas offre ainsi des possibilités de rationnement négocié avec les gros consommateurs, segments industriel et électrique (Stern, 2006). (Toute demande supérieure aux quotas peut alors faire l'objet d'un approvisionnement sur un marché libre à des prix supérieurs à ceux régulés par l'Etat). Ce rationnement par les quantités permettrait à Gazprom de remplir ses engagements contractuels dont la satisfaction, compte tenu de sa situation en interne, resterait prioritaire dans sa politique gazière (et ce même si, à ce jour, Gazprom s'est toujours refusé à arbitrer en défaveur de son marché intérieur)³¹. Cette logique pourrait s'appuyer sur des politiques de substitution du charbon au gaz pour la production d'électricité, ce qui est soulignons-le explicitement envisagé par le plan énergétique de long terme de la Russie. En

l'état des réformes et des incertitudes (notamment politiques) qui pèsent sur une augmentation rapide et importante des prix, ce scénario acquiert une probabilité assez forte.

* * *

L'exercice d'un pouvoir de marché de la Russie sur le marché gazier de l'UE reste aujourd'hui une menace peu crédible. D'une part, les conditions actuelles du marché gazier européen dominé par les contrats de long terme ne le permettent guère. D'autre part, la Russie ne dispose ni d'une capacité de production suffisante (c'est-à-dire excédentaire) ni de la flexibilité nécessaire dans sa stratégie d'exportation. Seules des augmentations massives des prix en interne seraient susceptibles de répondre à cette deuxième condition, pour au moins deux raisons. Un marché intérieur rentable permettrait sans doute à la société gazière d'envisager plus facilement une réallocation de ses ventes entre marché intérieur et marché à l'export, le marché de l'UE perdant ainsi la « prime à l'exportation » dont il bénéficie actuellement (Stern, 2007). Ceci pourrait inciter Gazprom à flexibiliser ses stratégies contractuelles au sens où la compagnie gazière pourrait être moins attachée à défendre systématiquement des contrats de long terme et à développer des ventes de court terme. Dans le même temps, ces hausses de prix seraient le garant d'une capacité de production suffisamment importante (excédentaire ?) – soit par baisse de la demande, soit parce que la mise en production de nombreux gisements deviendraient rentables – pour rendre crédible des stratégies d'exportations flexibles (accroissement ou baisse des exportations selon les conditions des marchés spot). Il paraît en effet peu probable qu'en l'état actuel de sa capacité de production, la société gazière ait une marge de manœuvre importante sur ses exportations. Ces évolutions crédibiliseraient des stratégies de pouvoir de marché qui, au regard de la dépendance de la Russie à l'égard des revenus issus des exportations en hydrocarbures (mais aussi de l'état du développement des marchés spots dans l'UE), ne le sont guère aujourd'hui.

Notes

¹ Dans les statistiques de Gazprom, les exportations vers les pays baltes (4,9 Gm³) restent comptabilisées dans la zone CEI.

² cf. "Russia : Gazprom official reaffirms reliability of gas supplies", *Cedigaz News Report*, 46(40), 21 décembre 2007, p. 11.

³ Même la création de Wingas n'a pas fondamentalement gêné Ruhrgas (c'est-à-dire créé une véritable concurrence) sur le marché allemand en raison des accords de démarcation qui ont géré l'industrie gazière allemande jusqu'en 2000. Ceux-ci ont permis de soustraire des régions importantes de la concurrence gaz-gaz (cf. Finon, Locatelli, 2006).

⁴ Il s'agit notamment de Gazprom Marketing and Trading en Angleterre et Gazprom Marketing and Trading France SAS en France.

⁵ Le gouvernement anglais s'est ainsi fortement opposé à la volonté affichée ou supposée de Gazprom de vouloir prendre des participations dans la firme anglaise Centrica.

⁶ Pour la réalisation de ce gazoduc, Gazprom, BASF et E.ON ont créé une joint venture détenue à 51 % par Gazprom. Gasunie devrait intégrer le consortium (à hauteur de 9 %) en échange d'actifs dans le Balgzang Bacton Line (BBL), gazoduc entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Sa capacité finale devrait être de 55 Gm³ en 2013 (22,5 Gm³ en 2011 et 22,5 Gm³ en 2013).

⁷ Fin 2007, un accord a été signé entre Gazprom et ENI visant la création d'une joint venture en charge de construire le gazoduc. Gazprom détiendrait 51 % de la société.

⁸ cf. "Gazprom, Eni sign South Stream deal", Argus FSUE, 23 novembre 2007, p. 10.

⁹ Gazprom détient une part de 10 % dans l'interconnector entre Zeebrugge et Bacton. En échange d'une prise de participation de Gasunie dans le NordStream, Gazprom pourrait entrer dans le Balgzang Bacton Line (BBL), l'interconnector entre les Pays-Bas et le Royaume-Uni.

¹⁰ cf. "Gazprom gets 50 % Stake in Austrian Hub", The Moscow Times, janvier 2008, p. 7.

¹¹ A. Neumann et C. Von Hirschhausen observent que depuis la libéralisation, de nouveaux contrats, d'une durée de cinq à huit ans, se sont développés. On doit tout de même noter qu'ils restent marginaux et concernent des capacités déjà en place (cf. Neumann, Von Hirschhausen, 2004 ; Finon, Locatelli, 2006).

¹² Les formules de prix tiendront compte dans certains cas des prix des marchés électriques comme élément de valorisation d'une partie du gaz, ou des prix du charbon comme substitut du gaz dans la production électrique. Elles pourront intégrer d'ici quelques années le prix des marchés spot sur le continent à condition que ces marchés soient suffisamment liquides. La libéralisation conduira donc probablement à des modifications dans la formation des prix.

¹³ Le contrat de moyen terme prévoit l'achat par Vemex de 0,5 Gm³ de gaz russe entre 2008 et 2012, avec une possibilité d'extension sur cinq ans. Ceci représente 5 % du marché tchèque. (cf. "Gazprom starts to compete against its own long-term contracted supplies in the Czech downstream market", Gas Matters, novembre-décembre 2007, p. 24-25.

¹⁴ cf. l'exemple de la Roumanie.

¹⁵ Une partie de ces discussions ont notamment porté sur le secteur gazier et les bas prix du gaz en Russie. Ceux-ci peuvent être considérés comme des subventions indirectes au secteur industriel russe et donc comme des formes de dumping.

¹⁶ cf. "Statoil fits the Bill for Shtokman", Petroleum Intelligence Weekly, 5 novembre 2007, p. 4-5.

¹⁷ Sur ce point, on pourra en particulier se reporter à C. Locatelli, 2007.

¹⁸ Il s'agit d'un projet de gazoduc à partir des gisements de Sibérie occidentale à destination de la Chine et portant sur un volume de 30-40 Gm³/an.

¹⁹ Sur les trois zones de production potentielle, république de Sakha, régions d'Irkutsk et de Krasnoyarsk, les réserves prouvées et potentielles sont évaluées entre 3,7 et 5,3 Tm³ pour les réserves prouvées et à plus de 50 Tm³ pour les réserves ultimes. (cf. Boussena, et al., 2006, p. 134).

²⁰ cf. "Russia misleads on China gas talks", Argus FSU Energy, 23 novembre 2007.

²¹ Gazprom 2007. Certains hauts responsables de Gazprom ont même donné un niveau de 670 Gm³ en 2020. Cf. "Gazprom se dit prêt à assurer 33 % du gaz nécessaire à l'Europe et explique comment il le fera", Pétrostratégies, 25 juin 2007, p. 3.

²² En 2006, Gazprom a annoncé une mise en production du gisement de Bovanenka en 2011.

²³ cf. "Russia's gas supply commitments-Is there enough for everyone", Gas Matters, July 2007, p. 18-24.

²⁴ cf. "Shtokman gets green light", Argus FSUE, 23 novembre 2007, p. 3.

²⁵ Sur ces questions, on pourra se reporter à D. Finon, C. Locatelli, 2008.

²⁶ *L'analyse de la consommation gazière russe est rendue assez difficile par l'absence d'informations sur les types de consommateurs que fournissent les producteurs indépendants de gaz et les compagnies pétrolières russes qui ont assuré en 2006 une production de 61 Gm³.*

²⁷ *Plus de 70 % des centrales thermiques russes sont au gaz.*

²⁸ *Dans un scénario optimiste, la consommation gazière de la Russie serait de 512 Gm³ en 2020 et de seulement 464 Gm³ dans un scénario pessimiste.*

Selon A. Goldthau, de tels niveaux supposent implicitement une amélioration significative de l'efficacité énergétique de ce pays dans la mesure où l'on peut faire l'hypothèse que le taux de croissance économique de la Russie sur cette période sera largement supérieur au 1,3 % /an de hausse de la consommation gazière envisagée (Goldthau, 2007).

²⁹ *Cette production pourrait varier entre 194 et 266 Gm³ en 2030 selon le Schéma général pour le développement du secteur gazier en 2030. in Gas Matters, july 2007, op. cit., p. 21. Mais on peut trouver des estimations plus optimistes. Ainsi, cette production pourrait atteindre 150 Gm³ en 2010 et 209 Gm³ en 2015. cf. "Gazprom overseas growth in gas output by independant producers", Gas Matters, August 2006, p.17-22.*

³⁰ *Il s'agit d'un gazoduc construit sous l'Union soviétique partant du Turkménistan, traversant l'Ouzbékistan et le Kazakhstan pour rejoindre la Russie. Sa capacité de 45 Gm³/an devrait passer à 90 Gm³/an.*

³¹ *La politique de substitution gaz-charbon pour les centrales thermiques qu'entend impulser d'ici 2020 le gouvernement russe s'inscrit pleinement dans cette logique.*

Bibliographie

Agence internationale de l'énergie (2004), World Energy Outlook 2004, AIE

Ahrend, R. and Tompson, W. (2004), "Russia's Gas Sector: The Endless Wait for Reform ?", *OECD Economics Department, Working Paper*, 402.

Boussena, S., Pauwels, J.P., Locatelli, C. and Swartenbroekx, C. (2006), *Le défi pétrolier : questions actuelles du pétrole et du gaz*, Vuibert, Paris.

Chevalier, J.M. and Percebois, J. (2007), *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, La Documentation française, Paris.

Finon, D., (2007), "La Russie et 'l'OPEP du gaz' : Vraie ou fausse menace", *Russie NEI Visions*, 24.

Eikeland, O. (2007), "Downstream natural gas in Europe - High hopes dashed for upstream oil and gas companies", *Energy Policy*, 35(1), pp. 227-237.

Finon, D. and Locatelli, C. (2008), "Russian and Europe gas interdependence : Could contractual trade channel geopolitics ? ", *Energy Policy*, 36(1), pp. 423-442.

Finon, D. and Locatelli, C. (2006), "L'interdépendance gazière de la Russie et de l'Union européenne. Quel équilibre entre le marché et la géopolitique ? ", *LEPII, Grenoble, cahier de recherche, série EPE*, 41.

Goldthau, A. (2007), "Rhetoric versus reality : Russian threats to Europe energy supply », *Energy Policy*, 36(2), pp. 686-692.

Locatelli, C. (2007), "Les stratégies d'internationalisation de Gazprom", *Le Courrier des Pays de l'Est*, (1061), pp. 32-46.

Milov, V. (2005), "Russian energy sector and its international implication", *Institute of Energy Policy*, March.

Neumann, A and Von Hirschhausen, C. (2004), "Less Long Term Gas to Europe ? A Quantitative Analysis of European Long term Gas Supply Contracts", *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28(3), pp.175-182.

Sagen, E. and Tsygankova, M. (2006), "Russian Natural Gas Exports to Europe: Effects of Russian gas market reforms and the rising market power of Gazprom", *Statistics Norway, Research Department Discussion Paper*, 445.

Stern, J. (2007), "Gas-OPEC : A distraction from important issues of Russian gas supply to Europe", *Oxford Energy Comment*, February.

Stern, J. (2006), "Is Russia a Threat to Energy Supplies?", *Oxford Energy Forum*, (66), pp. 4-6.

Riley, A. (2006), "The Coming of the Russian Gas Deficit : Consequences and Solutions", *Centre For European Policy Studies, Policy Briefing*, 116.

Tonjes, C. and De Jong, J. (2007), "Perspectives on security of supply in European natural gas markets", *CIEP, Clingendael Institute, The Hague, August, Working Paper*.

Victor, D., Jaffe, M. and Hayes, M., eds (2006), *Natural Gas and Geopolitics : From 1970 to 2040*, University Press, Cambridge.